

Culminación del proceso de liberalización del sector eléctrico y desarrollo del mercado en baja tensión

José Ignacio Sánchez-Macías

Pedro Calero Pérez

Universidad de Salamanca

Resumen

El 1 de enero de 2003 se produjo, al menos en teoría, la culminación del proceso de liberalización del sector eléctrico español. Sin embargo, la consecución de un mercado fuerte encuentra una serie de obstáculos y dificultades que analizamos en este trabajo. A medio y largo plazo, los cambios en la metodología tarifaria, los impulsos al mercado único de electricidad tras la Cumbre de Barcelona y, más recientemente, la Directiva 2003/54/CE, que establece como fecha tope para la apertura total de los mercados comunitarios el mes de julio del año 2007, deberán producir profundos cambios en el actual panorama nacional.

Palabras clave: Regulación, liberalización, electricidad, elección de suministrador.

Clasificación JEL: L51, L94, L98.

1. Introducción

Con la apertura de los mercados finales de electricidad a todos los consumidores se inició el 1 de enero de 2003 la última de las fases liberalizadoras previstas en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (en adelante LSE). Este proceso tiene algunos precedentes que conviene destacar;

entre ellos la Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional (LOSEN) que supuso un primer intento de introducción de competencia, al menos en el suministro a las grandes unidades de consumo. La LOSEN establecía la división del sistema eléctrico nacional en dos subsistemas claramente diferenciados. Por un lado, el integrado, que agrupaba la organización tradicional y que mantenía los principios de explotación unificada, planificación conjunta y retribución por medio de la tarifa regulada. Por otro, el independiente, compuesto por las unidades que podían producir energía para su venta en condiciones libremente pactadas entre las partes (transacciones bilaterales físicas) aunque la energía producida por estos grupos de generación podía ser vendida también al sistema integrado. También supone este texto legal un precedente en la introducción de cierta separación entre actividades, al impedir que una misma compañía pudiera operar simultáneamente en los dos subsistemas: establecía el requisito de la separación jurídica entre empresas que realizan actividades de producción y distribución en el sistema integrado y de la separación contable y de gestión entre aquéllas que se ocupan simultáneamente actividades de producción y transporte. Entre las propuestas de la LOSEN, posiblemente la medida de más trascendencia y efectividad para el desarrollo del mercado consistió en la creación de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico (CNSE) como organismo regulador. La importancia de las funciones atribuidas a su competencia y el grado de independencia con respecto al poder político marcaron un hito en materia de agencias reguladoras en nuestro país, del que es prueba el protagonismo que ha venido asumiendo en el proceso de liberalización del sector.

La efectividad práctica de la LOSEN se vio limitada por varias circunstancias. La primera de ellas es la clara subordinación del sistema independiente al integrado. El carácter liberalizador de esta ley era tenue al poner el énfasis en la protección del funcionamiento del sistema integrado y atribuir al mercado un papel residual o complementario a la regulación. En segundo lugar, la necesidad de desarrollo reglamentario de un amplio número de aspectos imponía, de hecho, un ritmo lento en la puesta en marcha del sistema independiente; a ello se añade una dificultad adicional derivada de la aritmética

parlamentaria en una situación de ausencia de mayorías.

Al esquema liberalizador tímido, representado por la LOSEN, le sucedió a partir de 1996 un nuevo modelo con el objetivo declarado de introducir más competencia en el sector, en línea con la orientación marcada por la Directiva 92/96/CE, del Parlamento europeo y del Consejo, de 19 de diciembre, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. Estos nuevos planteamientos coincidieron con los procesos de reestructuración que se estaban produciendo tanto en nuestro entorno más próximo como en la mayoría de los sistemas del continente americano¹. El cambio de rumbo se concretó en el *Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación en el sector eléctrico nacional*, de 1996, un acuerdo entre las empresas eléctricas y el Ministerio de Industria y Energía². En él se retomaba el impulso liberalizador, estableciéndose la secuencia general a seguir en el proceso y sentándose las bases de la retribución a percibir por los agentes en el nuevo contexto, incluyendo algunos derivados del cambio en el *statu quo* regulatorio. En este documento también se fija el primer calendario de liberalización para la demanda eléctrica, que fue objeto de varias revisiones a lo largo del periodo considerado.

2. El calendario para la liberalización del sector eléctrico

Una de las causas explicativas del agotamiento del modelo liberalizador propuesto por la LOSEN fue la aprobación de la Directiva 92/96/CE en la

¹ Tanto en Sudamérica, donde encontramos el primer hito de liberalización —la Ley General de Servicios Eléctricos de Chile de 1982— como en la mayoría de los sistemas estadounidenses se han llevado a cabo, con mayor o menor éxito, procesos de apertura a la competencia en estas actividades.

² Actualmente las competencias sobre esta materia se encuentran distribuidas entre los Ministerios de Economía, Ciencia y Tecnología y Medio Ambiente. El acuerdo fue firmado por el conjunto de empresas integradas en la patronal UNESA, a excepción de Hidrocantábrico que se adhirió con posterioridad. En su momento se criticó la no participación en el acuerdo de representantes de los consumidores.

que se establecían unos objetivos mínimos para la apertura de los mercados nacionales. Inicialmente, se consideraban cualificados los niveles de consumo superiores a 40 GWh/año para, transcurridos tres años desde la entrada en vigor de la citada norma, reducirse este nivel hasta los 20 GWh/año y quedar establecido ese límite, otros tres años después, en 9 GWh/año. Con posterioridad, la Directiva 2003/54/CE de 26 de junio de 2003, ha venido a recoger, de una parte, la realidad de un proceso que, en buen número de países, fue mucho más allá de los límites establecidos en la normativa inicial³. y de otro, la necesidad de avanzar en la liberalización en aquellos supuestos más reticentes (el caso de Francia) que supusieran la creación de «islas» dentro del mercado eléctrico europeo, susceptibles además de producir distorsiones en los sistemas liberalizados. En concreto, la Directiva 2003/54/CE establece la apertura del mercado para aquellos consumidores que quedaban fuera de la liberalización establecida en la Directiva 92/96/CE, fijando como fecha límite el 1 de julio de 2004 para la apertura del mercado para la totalidad de consumidores no domésticos y el 1 de julio de 2007 para la totalidad de consumidores europeos.

El calendario de liberalización pactado en el Protocolo de 1996, que superaba ampliamente los mínimos establecidos en la primera Directiva, establecía dos fases: una primera, hasta el 1-1-2002, y otra segunda que se iniciaría a partir de aquel momento. Los distintos estadios en la primera etapa de la liberalización se recogían expresamente en el documento (cuadro 1) mientras que para la segunda, su determinación se realizaría posteriormente teniendo en cuenta la evolución de las variables relevantes para el funcionamiento del mercado. En el Protocolo no se señalaba una fecha expresa en la que debiera estar liberalizado el mercado en su totalidad; tampoco se concretaba la duración de la segunda etapa que se iniciaría en el año 2002, excepto en lo que se refiere a la fijación de tarifas, donde se establecía un periodo transitorio de 10 años con el que se pretendía salvaguardar la viabilidad y estabilidad

³ Al menos en teoría, ya que como trataremos más adelante, la liberalización teórica del sector no necesariamente se corresponde con la aparición de competencia efectiva en el mismo.

económico-financiera de las empresas para poder afrontar con garantías la apertura a la competencia de las actividades de generación y comercialización eléctricas. Para ello se fijaba una reducción tarifaria del 7 por 100 nominal para el periodo 1998-2001 y se decidía posponer la fijación de las tarifas entre 2002 y 2007 a la revisión que habría de producirse en 2001. También se preveía la desaparición de las tarifas integrales en la segunda etapa para todos los consumos anuales superiores 5 GWh, que deberían contratar el suministro en el mercado liberalizado.

Además de introducir algunos cambios en los niveles de consumo, la LSE de 1997 completa, hasta el año 2007, la segunda etapa de liberalización que había quedado abierta en el Protocolo⁴. Sin embargo, pronto se observó que las etapas marcadas por ella marcadas resultaban excesivamente conservadoras a la luz de la evolución de los procesos de liberalización en otros países de nuestro entorno (IEA/OCDE, 1999) y de las propias exigencias del mercado doméstico. En aplicación de la habilitación reglamentaria contenida en el artículo 9.2 LSE, el Real Decreto 2820/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan por primera vez de manera independiente las tarifas de acceso a redes, acelera el proceso, agrupando a lo largo de 1999 toda la apertura inicialmente prevista hasta el 2004. De esta forma, a partir del 1-1-1999 tendrían la condición de cualificados todos aquellos consumidores cuyo consumo anual por punto de suministro o instalación fuese igual o superior a 5 GWh. A partir del 1 de abril del mismo año, el nivel se situaría en 3 GWh, 2 GWh a partir del 1 de julio y 1 GWh el primero de octubre (artículo 1.3).

El criterio de atribución de la condición de consumidor cualificado en función del volumen de consumo anual se sustituye en el artículo 6 del Real Decreto-Ley 6/1999, de 16 de abril, de medidas urgentes de liberalización e incremento de la competencia, por otro basado en la diferencia de potencial (voltaje). A partir del 1 de julio de 2000 serán consumidores cualificados de energía eléctrica todos los consumidores cuyos suministros se realicen a tensiones nominales superiores a 1000 voltios. Con esta medida se liberalizó un

⁴ Una visión de conjunto y contemporánea de los cambios regulatorios puede encontrarse en Pérez-Arriaga (1998). Vid también López Millas (2000).

Cuadro 1
Evolución de los límites para la consideración de consumidores cualificados

Fecha	Protocolo de 1996	Ley 54/1997	Real Decreto 2820/1998	Real Decreto-Ley 6/1999	Real Decreto-Ley 6/2000
29-11-1997		15 GWh			
1-1-1998	20 GWh				
1-1-1999			5 GWh		
1-4-1999			3 GWh		
1-7-1999			2 GWh		
1-10-1999			1 GWh		
1-1-2000	9 GWh	9 GWh			
1-7-2000				1 kV	
1-1-2001	5 GWh				
1-1-2002		5 GWh			
1-1-2003					Todos
1-1-2004		1 GWh			
1-1-2007		Todos			

Fuente: Normas citadas y elaboración propia.

8,9 por 100 más del total del consumo eléctrico nacional, situándose el nivel de mercado elegible en un 52,3 por 100.

Por medio del artículo 19 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de medidas urgentes de intensificación de la competencia en los mercados de bienes y servicios, se opera la última modificación del calendario liberalizador. Se establece que, desde el 1 de enero de 2003, todos los consumidores tienen la consideración de cualificados, pudiendo, por tanto, contratar libremente el suministro eléctrico lo que se puede llevar a efecto cambiando de distribuidor-comercializador, acudiendo directamente al mercado mayorista, o mediante contratación bilateral física con un generador. Para poder acceder a las dos últimas posibilidades el comprador, además de cumplir una serie de requisitos técnicos y administrativos, debe contratar consumos mínimos de 100 kWh, por lo que, para la mayor parte de los demandantes residenciales, las alternativas reales serán la de mantenerse a tarifa u optar por alguna de las ofertas que presenten los distintos comercializadores.

3. Alternativas para el suministro eléctrico

La extensión de la consideración de cualificados a la totalidad de consumidores de energía eléctrica amplía, como ya hemos afirmado, el abanico de posibilidades a la hora de optar por la forma del suministro, cuyos requisitos y elementos principales conviene destacar.

Contratar la energía en el mercado mayorista. Al completarse la liberalización del suministro, el consumidor eléctrico podrá acudir directamente al mercado y contratar la energía a los precios determinados en el mercado mayorista o de operaciones al contado, basado en un mecanismo de subasta⁵. El precio final pagado por la electricidad dependerá del resultado de la casación, para el periodo comprendido, de ofertas de adquisición de energía eléctrica (es decir, demanda) con las ofertas de venta, incrementado por los costes de

⁵ Acerca del diseño de los mercados eléctricos destacamos vid. Stoft (2002), Pérez-Arriaga y Meseguer Velasco (1996). Vid. también Sánchez-Macias (2003).

la gestión técnica, que incluyen los procedentes del mercado de restricciones, el coste de los servicios complementarios, así como el de los desvíos entre el consumo real y pactado, en caso de producirse⁶. El precio comprende también los pagos en concepto de garantía de potencia cuya función es la de enviar señales al mercado para incentivar la instalación de nueva capacidad y, con ello, mantener y garantizar los niveles de seguridad y garantía del suministro final.

Al precio final de la energía adquirida en el mercado hay que sumar los peajes por el uso de las redes o tarifas de acceso. El sistema de peajes «regulados» vigente en España, es una de las alternativas teóricamente posibles, y supone la inclusión, junto a los costes derivados efectivamente del transporte y distribución de electricidad, de una serie de conceptos tarifarios adicionales. El carácter necesario de las actividades de red se utiliza para impedir que los consumidores que opten por abastecerse a través del mercado puedan eludir el pago de determinados cargos incluidos en la tarifa regulada⁷. También se incluiría dentro de los peajes el coste de las pérdidas de carga que se producen en el transporte y la distribución.

Desde el punto de vista legal, para que un consumidor pueda extraer la energía adquirida en el mercado y actúe como *agente del mercado*, son precisas varias condiciones. En primer lugar, debe estar previamente inscrito en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados (RDCCC), creado a tales efectos en el Ministerio de Economía. En segundo término, que tendrá que formalizar un contrato de acceso a redes (ATR). Los ATR tendrán una duración de un año, prorrogables tácitamente salvo denuncia, por lo que una vez se opta por acudir al mercado no se

⁶ En ocasiones, es preciso realizar variaciones o cambios en el programa ideal surgido de la casación para poder satisfacer realmente la demanda en todos sus puntos; ello puede suponer la retirada de alguna unidad de generación programada o la llamada a despacho de alguna unidad inicialmente no prevista en el programa óptimo, con el consiguiente incremento de los costes.

⁷ En Sánchez-Macías y Calero (2002) se analiza esta cuestión de manera más detallada señalándose la pluralidad de opciones así como los puntos débiles y fuertes de cada una de ellas.

podrá volver a tarifa hasta que haya transcurrido, al menos, este periodo. La excepción se daría en el caso de que el consumidor no pueda continuar siendo suministrado por causas que no le sean imputables a él. Asimismo, dado el carácter mayorista de este mercado, el volumen de energía contratada, tendrá que ser superior a unos mínimos determinados reglamentariamente (actualmente, 100 kW/h)

Realizar un contrato bilateral físico. Tanto en términos de registro y avales como en volumen de consumo, los requisitos de esta modalidad son esencialmente iguales a los que se necesitan para concurrir al mercado mayorista. La principal diferencia radica en que, gracias a la autonomía contractual, se pueden eliminar, o al menos atenuar, los riesgos derivados de la volatilidad de los precios (por ejemplo, un contrato bilateral puede no contemplar un precio explícito sino que puede ser liquidado en función de los resultados del mercado por diferencias o cualquier otra forma pactada libremente).

Las unidades de generación intervinientes en estos contratos *over the counter* tienen la obligación de informar al operador del mercado del volumen de energía objeto de los mismos que, por ello mismo, deja de ser ofertada en el mercado al contado. Por otro lado, salvo que ambas partes se unan por una línea directa, el operador del sistema deberá avalar la viabilidad técnica los suministros contratados y su compatibilidad con la estabilidad y seguridad del sistema en su conjunto. Al igual que cuando se accede directamente al mercado, habrá que pagar las correspondientes tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, recogidas en el Anexo VII del Real Decreto 1436/2002, de 27 de diciembre.

Contratar el suministro con un comercializador. La opción de contratar el suministro con un comercializador será la opción más habitual para los consumidores domésticos, pequeñas empresas y establecimientos comerciales que decidan abandonar la tarifa regulada. Todo consumidor dispondrá de esta opción para contratar el suministro liberalizado, independientemente del volumen de energía consumida o la tensión a la que se conecte. Los comercia-

lizadores, que deberán adquirir la energía mediante contratos bilaterales con uno o varios generadores o acudiendo directamente al mercado *spot*, deberán ostentar la condición de agente del mercado, para lo que deben poseer autorización administrativa y estar inscritos en el RDCCC. Con estos requisitos se pretender garantizar al consumidor que adquiere la energía mediante esta fórmula, la misma calidad y seguridad de que disfruta con la tarifa integral.

Entre las ofertas que le presenten los diferentes comercializadores, el consumidor elegirá la que le resulte más conveniente y suscribirá dos contratos. En el primer contrato, firmado con el comercializador, se recogen los precios, cantidades y demás condiciones contractuales del suministro. El segundo es un contrato de acceso a redes (ATR) entre el consumidor y el distribuidor que cede el uso de su red para el tránsito de la electricidad. A éste deberá pagarle el consumidor el importe de los peajes y alquiler de equipos, cuya cuantía se encuentra regulada, fijándose su estructura en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución eléctricas, mientras que la cuantía se actualiza en el Real Decreto por el que se fija la tarifa eléctrica para cada año. A cambio, el distribuidor está obligado a prestar su red y garantizar la calidad y continuidad en el suministro. En aras a la sencillez, suele ser frecuente que el consumidor firme un único contrato (energía y acceso a redes) con el comercializador. De esta forma, el consumidor únicamente se relaciona con el comercializador para cualquier cuestión relacionada con su suministro, actuando éste como mandatario suyo ante el titular de la red y suscribiendo en su nombre el ATR.

Una vez formalizado el contrato, el comercializador deberá comunicarlo al distribuidor que hasta el momento venía prestando el servicio a tarifa integral (o con el anterior comercializador si el consumidor ya ejercía su condición de cualificado). Excepto en el caso de que se trate de sujetos que contratan por primera vez el suministro y concurra una causa justificada que haga imposible la prestación del servicio, se deberá proceder al cambio de suministrador en el plazo de 15 días o bien en un plazo coincidente con el ciclo de lectura,

dependiendo de lo solicitado por el comercializador⁸

Permanecer a tarifa integral. Finalmente, el consumidor puede optar por seguir siendo suministrado por su distribuidor habitual, que le facturará el importe de la tarifa integral aprobada para el año correspondiente. Ésta incluye todos los costes relacionados con el suministro (energía y peajes) por lo que no será necesario realizar ningún nuevo contrato. Inicialmente, estaba prevista la desaparición de las tarifas integrales en alta tensión a partir del año 2007, debiendo estos consumidores acudir obligatoriamente al suministro liberalizado en alguna de las formas mencionadas. Para los consumidores que decidan volver a tarifa desde un suministro liberalizado, se establece la obligación de permanencia en este último régimen, al menos, durante un año.

Aunque todo depende de los términos del acuerdo entre las partes, en el contexto actual la tarifa resulta más previsible que el suministro liberalizado, especialmente tras la aprobación del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, sobre el establecimiento de una metodología para el cálculo de la tarifa media o de referencia. Con esta norma se pretende facilitar al consumidor una medida objetiva que le sirva como referente válido para ejercer su elegibilidad, al tiempo que proporciona a las empresas un horizonte de estabilidad que genere suficientes incentivos para llevar a cabo el esfuerzo inversor que, según las previsiones de la planificación energética 2002-2010, se requiere para garantizar la seguridad y calidad en el suministro energético.

Una vez analizadas las distintas alternativas de suministro, conviene que fijemos nuestra atención en el desarrollo previsible del mercado en baja tensión, el último en acceder a la liberalización. Si bien, en términos de consumo no es el más importante, es el que más consumidores integra (una cifra en torno a los 20 millones) y el que tiene un mayor impacto desde una perspectiva social.

⁸ De manera transitoria, durante el año 2003 los distribuidores dispusieron de un plazo de tres meses, contados a partir de la solicitud de cambio de suministrador para proceder a la instalación de un limitador de potencia cuando los clientes hayan optado por alquilarlos.

4. Escenarios para el desarrollo del mercado en baja tensión

El suministro liberalizado representaba en 2002, último periodo anterior a la generalización de la elegibilidad, el 35,18 por 100 de la energía contratada en el mercado de generación habiendo crecido un 2,3 por 100 con relación al año anterior (UNESA, 2003b). Teniendo en cuenta que el consumo en baja tensión supone aproximadamente el 46 por 100 de la demanda total, la energía adquirida en el mercado liberalizado alcanzaba aproximadamente las 2/3 partes de los suministros para los que estaba abierta tal posibilidad en aquel momento, permaneciendo el resto a tarifa.

Con la ampliación de la condición de cualificados a la totalidad de los consumidores se abrieron nuevas perspectivas para el desarrollo del mercado, tanto por su importancia cuantitativa como por las características específicas que presentan estos pequeños demandantes⁹. Sin embargo, el movimiento para captar a los nuevos consumidores elegibles ha sido mínimo, concentrándose las iniciativas en este sentido, tanto privadas como institucionales, en el tramo final del año 2003. No se han producido prácticamente ofertas para atraer clientes en baja tensión ni tampoco se han producido campañas de publicidad masivas, en contraste con otros procesos de liberalización recientes. El único movimiento destacable está asociado a las ofertas multiproductos (*multi-utilities*), asociadas con el cambio de suministrador en electricidad, gas y/o telecomunicaciones. Un resumen de las ofertas realizadas por los principales comercializadores puede consultarse en el cuadro 2.

De los cerca de 22 millones de consumidores que pasaron a ostentar la condición de cualificados, solamente 128.000 habían pasado a adquirir libremente la energía eléctrica por medio de un comercializador en diciembre de 2003. Y eso gracias a un importante aumento en el ritmo de acceso al mercado

⁹ El suministro en baja tensión afecta a 21,5 millones de consumidores que en su inmensa mayoría forman parte del colectivo recién cualificado, representando el 64 por 100 de la facturación y el 46 por 100 de la energía eléctrica suministrada (CNE, 2002).

Cuadro 2
Ofertas para el suministro liberalizado de electricidad

Empresa	Oferta
Endesa	Descuentos de hasta el 3 % en electricidad y el 6 % en gas si se contratan ambos suministros. Energía verde procedente de la generación con hidráulica y eólica. (ingresos extra destinados a generación en régimen especial e inversión en ciclo combinado).
Gas Natural	12 kWh al mes, contratando conjuntamente gas y electricidad. 0,5 kWh adicional si el periodo de facturación es mensual en lugar de bimensual
Iberdrola	1 % de bonificación por cada nuevo contrato. Hasta un 4 % de descuento en gas natural si se contratan conjuntamente. Bonos de descuento en electricidad y gas y tarifas sin cargo fijo, pagos por tramos y otros descuentos Energía verde procedente de la generación hidráulica y régimen especial. (ingresos extra destinados a generación en régimen especial e inversión en ciclo combinado).
Viesgo-Enel	No ha anunciado actualmente ninguna oferta en el suministro eléctrico en baja tensión.
Hydrocantaabrico	No ha anunciado actualmente ninguna oferta en el suministro eléctrico en baja tensión.
Unión Fenosa	Ofertas personalizadas basadas en la contratación multiservicio (gas-electricidad), servicios de mantenimiento de instalaciones y cuotas fijas mensuales para la facturación conjunta de los mismos.
Electra Norte	Adquisición de energía producida 100 % a partir de recursos renovables. (ingresos extra dedicados 100 % a la inversión en fuentes renovables).

Fuente: Elaboración propia a partir de información de las propias empresas. Junio 2004.

producido en los últimos meses. De ellos, aproximadamente la mitad son consumidores domésticos, repartiéndose la mitad restante entre PYMES en baja tensión y empresas de tamaño mediano y grande.

Conviene preguntarse, por las las razones que explican tan escaso movimiento en el mercado en baja tensión, así como por los cambios que se pueden esperar a corto y medio plazo. Para responder a estas cuestiones conviene analizar primeramente la evolución de la rentabilidad esperada al acudir al mercado, su tendencia a medio y largo plazo y los argumentos justifican este comportamiento.

El margen para el suministro liberalizado. Resulta evidente que los consumidores de electricidad solamente acudirán al mercado liberalizado, abandonando la tarifa, si con ello obtienen rebajas significativas en los costes de su suministro; incluso con beneficios positivos pero de escasa cuantía, la mudanza puede no resultar atractiva en presencia de costes de cambio e incertidumbre. Dado que no existe fecha prevista para la desaparición de la tarifa integral regulada para aquellos que se conectan en baja tensión —en los primeros borradores e informes de la LSE sí se contemplaba su desaparición a partir del año 2007— ésta constituye el techo superior o *price cap* fáctico que puede alcanzar el coste del suministro por medio del mercado.

El importe de la tarifas integrales en baja tensión para los años 2003 y 2004 es conocido y público a partir del Real Decreto 1436/2002, de 27 de diciembre y el Real Decreto 1802/2003, de 26 de diciembre, respectivamente. En el primer caso, se prevé un aumento de un 1,69 por 100 respecto del año anterior mientras que para las tarifas de acceso a redes el aumento promedio previsto es de un 1,95 por 100. El ya citado Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, sobre el establecimiento de una metodología para el cálculo de la tarifa media de referencia, establece un tope máximo para el incremento anual del 1,40 por 100, tomando en consideración un precio medio para las instalaciones de producción en régimen ordinario autorizadas con anterioridad al 31 de diciembre de 1997 y con derecho al cobro de costes de transición a

la competencia de 3,6061 céntimos/kWh¹⁰. Para el resto de instalaciones, el precio medio se estimará teniendo en cuenta las mejores previsiones de los precios del gas. Obviamente, a lo largo del periodo considerado (2003-2010) la ponderación de este último tipo de centrales tenderá a aumentar y con ello su importancia en la determinación de la tarifa a medida que entren en servicio las nuevas centrales de ciclo combinado previstas. No obstante, si se producen variaciones en las previsiones hasta los dos años anteriores al considerado se podría producir un incremento adicional máximo del 0,6 por 100 (no se establecen límites si las revisiones fueran a la baja). Los supuestos contemplados son los siguientes: *a)* oscilación de la demanda en más de un 1 por 100; *b)* oscilación del euribor en más de 50 puntos básicos; *c)* oscilación del sobrecoste de las primas por el régimen especial en más de un 5 por 100; y *d)* oscilación del coste del gas en más de un 5 por 100.

El aumento de la tarifa para el año 2004, se sitúa en una media del 1,54, mientras que los peajes de acceso a redes, tienen un incremento del 1,60 por 100. No se producen por lo tanto, cambios significativos ni en los niveles ni en la estructura de ambos conceptos para el periodo considerado.

Podemos aproximar el margen para el consumo liberalizado utilizando los importes de las tarifas —integrales y de acceso, resumidas en los cuadros 3 y 4— y los precios de la energía en el mercado de generación. De todas ellas nos centraremos en la tarifa integral 2.0 (o general para potencias inferiores a 15 kW) por ser la más representativa del consumo doméstico y de un amplio segmento comercial y de pequeña empresa y porque supone el 58 por 100 del consumo y el 62 por 100 de la facturación de baja tensión (CNE, 2003).

En el caso de que un consumidor final opte por mantenerse en el suministro a tarifa, el precio final pagado estará integrado por el importe reglamentariamente fijado para los términos de potencia (kW) y energía consumida (kWh), el alquiler del contador y servicio de lectura. También los impuestos, que tienen un doble componente: el impuesto especial sobre la electricidad y el

¹⁰ Sobre los costes de transición a la competencia introducidos por la LSE puede consultarse Calero (2000).

Cuadro 3
Tarifas integrales. 2003-2004

Tarifas y escalones de tensión (baja tensión)	Término de potencia (euros/kW al mes)		Término de energía (euros/kWh)	
	2003	2004	2003	2004
Tarifa 1.0. Potencia hasta 770 W	0,268412	0,272371	0,060332	0,061222
Tarifa 2.0. General hasta 15 kW	1,415263	1,436140	0,080401	0,081587
Tarifa 3.0. General	1,385453	1,407620	0,081104	0,082402
Tarifa 4.0. General de larga utilización	2,213047	2,248456	0,074115	0,075301
Tarifa B.0. Alumbrado público	0	0	0,070989	0,751250
Tarifa R.0. Riegos agrícolas	0,324907	0,330106	0,075402	0,076608

Fuente: Reales Decretos 1436/2002 y 1802/2003 y elaboración propia.

Cuadro 4
Tarifas de acceso. 2003-2004

Concepto	Término de potencia (euros/kW al mes)		Término de energía (euros/kWh al mes)	
	2003	2004	2003	2004
Tarifa 2.0A	1,424525	17,346456	0,02532	0,025693
Tarifa 2.0NA	Periodo 1	1,348195	16,416992	0,034801
	Periodo 2	0	0	0,023034
Tarifa 3.0NA	Periodo 1	15,736541	21,145447	0,011341
	Periodo 2	9,704302	12,512873	0,010667
	Periodo 3	2,225307	2,715586	0,009441

Fuente: Reales Decretos 1436/2002 y 1802/2003 y elaboración propia.

IVA¹¹. En el caso de optar por acudir al mercado para contratar el suministro en cualquiera de las formas analizadas en la sección anterior, el precio final estará constituido, en primer lugar, por el coste de la energía adquirida ya sea en el mercado o a través de un comercializador, siendo en este último caso libremente pactado por las partes¹². A ello habrá que sumar el importe de los peajes de transporte y distribución, que permanecen regulados, más los cargos correspondientes a alquiler de equipos de medida y servicios de lectura, así como el impuesto especial y el IVA.

Los dos últimos conceptos, alquiler e impuestos, son independientes de la opción elegida por lo que podemos prescindir de ellos a la hora de calcular las diferencias de coste entre ambas alternativas. Con relación al término de potencia, la diferencia entre la tarifa integral 2.0 y la tarifa de acceso 2.0A es tan inapreciable (0,9262 céntimos por kW y mes para el año 2003) que será ignorada en los cálculos que siguen¹³. Con relación al término de energía, el Real Decreto 1436/2003, de 27 de diciembre, establece para el año 2003 un precio de 8,0401 céntimos/kWh. La misma norma fija el importe una tarifa de acceso de 2,532 céntimos por cada kWh extraído de las redes. Por lo tanto, existe un margen bruto de 5,5081 céntimos/kWh para retribuir el coste de la energía adquirida en el mercado, el margen del comercializador y el ahorro sobre la tarifa integral que incentive al consumidor el abandono de ésta. Para el año 2004, el término de energía es de 8,1587 céntimos/kWh

¹¹ El impuesto sobre la electricidad representa un 4,864 por 100 que se aplica sobre la suma de cuatro conceptos básicos (potencia, energía, energía reactiva y discriminación horaria) multiplicada por el coeficiente 1,05113. El suministro eléctrico es gravado por el I.V.A. al tipo general.

¹² Dado que existen ligeras variaciones en los peajes derivados de operaciones bilaterales vamos a suponer en lo que sigue que se contrata el suministro a través de un comercializador, quien actuará también como gestor del riesgo y de la variabilidad horaria del mercado. Debido a esta volatilidad suponemos que el coste para el comercializador tiende al precio medio ponderado mensual de la electricidad en el mercado o *pool*.

¹³ Si tomamos como referencia una potencia contratada de 4,4 kW —la más frecuente en el ámbito doméstico— la diferencia al cabo del año por término de potencia será de 48 céntimos más en el caso de los peajes frente al término de energía de la tarifa integral.

y 2,5693 céntimos/kWh, en concepto de peajes, con lo que el margen bruto queda en 5,5894 céntimos/kWh. Obviamente, cuanto menores sean los precios en el mercado al contado, mayor será el margen disponible para retribuir al resto de componentes. Dado que la actividad de comercialización se realiza de forma competitiva (su retribución tenderá a igualarse, a largo plazo, con coste medio) suponemos que los cambios de los precios en el mercado mayorista repercutirán íntegramente en el componente del ahorro del consumidor que abandona la tarifa. La conclusión lógica será que cuanto menor sea el precio de *pool*, mayor será el acceso al mercado.

Resultados del *pool* y su influencia sobre las actividades de comercialización y acceso al mercado.

A pesar de la escasa perspectiva temporal aún disponible, que impone limitaciones obvias al investigador, el análisis que sigue describe e ilustra las posibilidades del desarrollo del mercado liberalizado en baja tensión en esta nueva fase de apertura del sector eléctrico español. Nuestro objetivo es evaluar si las actuales condiciones regulatorias y de mercado generan incentivos suficientes para favorecer el acceso de los nuevos consumidores elegibles. A tal fin calculamos, en primer lugar, el margen bruto, que definimos (Sánchez-Macías y Calero, 2003) como la diferencia entre la tarifa integral y los peajes de acceso. Cuando al margen bruto le descontamos el precio medio de la energía eléctrica en el mercado al contado, que es una variable exógena para el comercializador, obtenemos el denominado margen neto, que representa una medida adecuada del potencial para el desarrollo del mercado liberalizado en baja tensión.

El cálculo del margen bruto se obtiene directamente a partir de fuentes normativas, en concreto, del Real Decreto 1164/2001, que establece la metodología para la determinación de los peajes de acceso a las redes eléctricas y del Real Decreto 1483/2001, que fijó la tarifa eléctrica para el año 2002¹⁴. Para la obtención del margen neto es preciso obtener previamente los precios

¹⁴ Aunque la actual metodología para el cálculo de los peajes se aplica a partir del 1 de enero de 2002, hemos extrapolado las mismas para todo el 2001. Asimismo, dado que la tarifa integral no se modificó en 2002 con respecto al 2001, hemos asumido importes por peajes idénticos para ambos años.

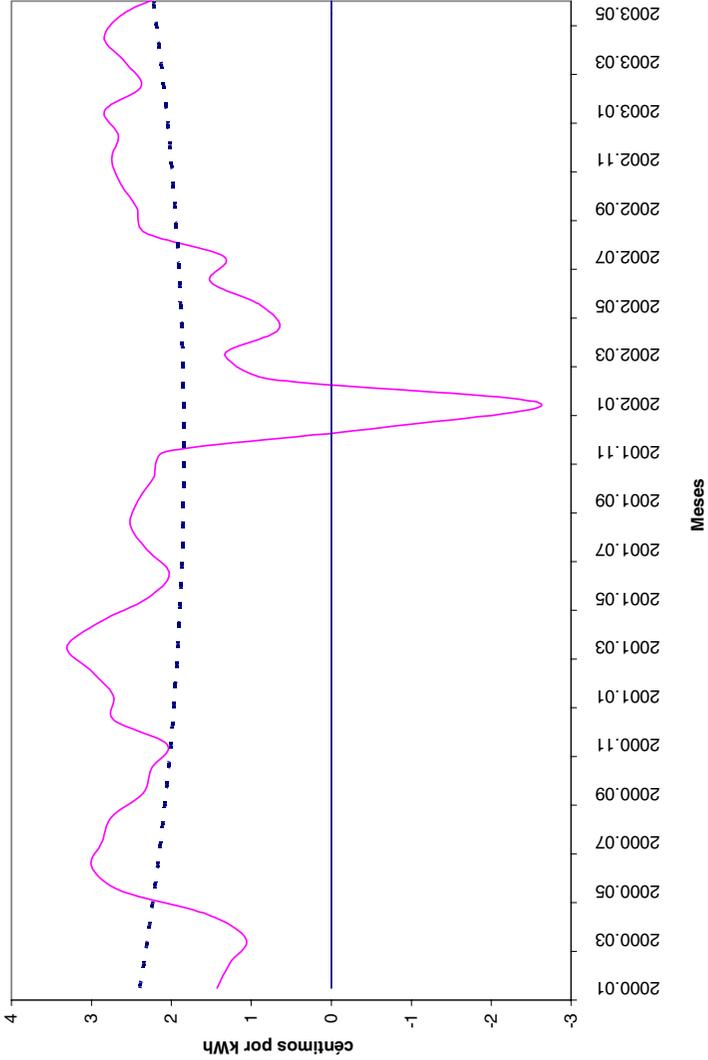
en el mercado mayorista, cuyo perfil temporal no está exento de elementos meramente coyunturales. La importancia relativa de la generación a partir de fuentes hidráulicas —el 20 por 100 del total de la energía eléctrica producida durante 2002 (UNESA, 2003a)— pone de manifiesto que la hidraulicidad afecta de manera importante a los precios de la energía en el mercado al contado, introduciendo una importante variabilidad sobre la tendencia de los precios. La influencia de elementos estacionales como el señalado hace aconsejable el cálculo del margen neto a partir de una serie desestacionalizada de precios. En concreto, hemos utilizado el método TRAMO-SEATS, propuesto por Gómez y Maravall (2001) y basado en técnicas ARIMA.

En la Figura 1 se aprecia inicialmente una tendencia de reducción del margen neto para la creación del mercado, que alcanza su máximo nivel a finales de 2001 y principios de 2002. Este hecho puede justificar el escaso movimiento producido en el sector tras la culminación teórica de su proceso de liberalización. Sólo a partir de 2003 comienza a observarse un ligero aumento del margen, lo que puede explicarse por la evolución tarifaria y por el importante descenso en los precios del *pool*, que se corresponde con unos meses de excepcional comportamiento hidrológico.

La aparición de un mayor dinamismo en el mercado va depender de diversas circunstancias, siendo la primera de ellas la propia evolución de la tarifa integral, convertida en techo por encima del cual no puede situarse el coste del suministro en el mercado. Si asumimos que la actual metodología tarifaria se mantuviese en el tiempo sin cambios importantes y suponiendo un incremento promedio de la tarifa y de los peajes de acceso del 1,4 por 100, al final del periodo considerado, año 2010, el margen bruto se situaría en torno a los 6,1 céntimos.

En cuanto a la evolución esperada del mercado, la nueva metodología establecida en el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, establece un precio de referencia de 3,601 céntimos/kWh. El que el mercado se aproxime a ese resultado dependerá de varios factores. El primero tiene que ver con la evolución de los precios de las materias primas para la generación eléctrica, especialmente del gas natural. Dada la importancia de los nuevos grupos

Figura 1
Margen neto para creación del mercado (consumidores domésticos en baja tensión)



Nota: Se muestra el margen neto (basado en serie de precios desestacionalizada) y tendencia cuadrática.
Fuente: Elaboración propia sobre datos de OMEL.

proyectados (algunos de ellos ya en funcionamiento y buena parte en construcción) el precio del gas condicionará las ofertas que estas centrales puedan realizar al *pool*. Hasta la fecha existe una importante interdependencia entre los precios de esta materia prima y los del petróleo aunque es esperable que en el futuro esa dependencia se vea atenuada¹⁵.

En segundo lugar, el funcionamiento del *pool* español ha exhibido en su corta experiencia algunos problemas derivados de la falta de competencia en el sector, elevada concentración empresarial y, posiblemente, la aparición de conductas anticompetitivas por parte de las empresas participantes, con la finalidad de elevar artificialmente los precios, especialmente en el mercado de restricciones técnicas¹⁶. La resolución del Tribunal de Defensa de la competencia de 7 de julio de 2004, recaída sobre el expediente sancionador 552/02, y por la que se sanciona a Endesa, Iberdrola y Unión Fenosa con una multa de 901.518,16 euros cada una (el máximo previsto) por abuso de posición dominante y aplicación de precios injustificadamente altos en noviembre de 2001, puede considerarse un importante indicio sobre la existencia de este tipo de prácticas.

ha sancionado a Endesa, Iberdrola y Unión Fenosa, las tres grandes eléctricas españolas, , según se desprende de la resolución del Tribunal hecha pública hoy y que recoge Europa Press

Las soluciones al problema del poder de mercado no son sencillas, sin que quepa esperar sustanciales avances a través de la implantación de nuevas empresas productoras que reduzcan la concentración industrial, debido a la

¹⁵ El coste del gas en origen representa una parte proporcionalmente pequeña del precio final de esta materia prima, donde las condiciones especiales que requiere su transporte (presión para su licuación) encarecen sustancialmente el producto final, lo que provoca que los contratos de gas en origen adopten un formato denominado TOP (Take or Pay). Por ello, las fluctuaciones que se produzcan en el coste de origen quedan bastante amortiguadas por su escaso peso en el coste final del producto en destino.

¹⁶ El índice de concentración de Hirschman alcanza en el caso español valores superiores a 3500. Los trabajos previos a la LSE realizados por la Comisión reguladora ponían de relieve problemas serios de competitividad cuando el valor del índice es superior a 2500 (CNSE, 1996).

lentitud de los procesos de puesta en marcha de nuevas unidades de generación y a la ventaja del pionero que poseen las empresas ya establecidas. Tanto la creación de un mercado ibérico de electricidad como la consecución de un mercado europeo de electricidad, pueden servir para introducir mayores dosis de competencia en el sector, al ampliarse el mercado de referencia. Con relación a lo primero, su puesta en marcha, prevista inicialmente para principios del 2003, se ha visto aplazada debido a cuestiones técnicas relacionadas con la tarificación de peajes cuando se utilizan las redes de ambos sistemas en una transacción y por problemas derivados del escaso nivel de interconexión con Portugal. Actualmente se ha vuelto a posponer hasta el 2005¹⁷.

Respecto a la creación de un mercado interior de electricidad en el ámbito europeo, es preciso destacar dos iniciativas de la Comisión. En primer lugar, la nueva Directiva 2003/54/CE, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, que deroga la Directiva 96/92/CE, cuyos elementos principales son la fijación de un objetivo cuantitativo de liberalización —siguiendo la propuesta del Consejo de Energía de noviembre de 2002, la plena apertura del mercado eléctrico europeo se producirá el 1 de enero de 2007 (en su propuesta inicial la Comisión se inclinaba por el 1 de enero de 2005)— y un conjunto de medidas tendentes a garantizar una competencia eficaz (separación de actividades y acceso no discriminatorio a la red, fundamentalmente). En segundo término, una propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad en el que, además de apostar por sistemas de tarificación transparentes, no discriminatorios y armonizados, se asigne la capacidad de interconexión disponible entre las redes nacionales de transporte.

En lo que al desarrollo del mercado español se refiere, los problemas de la fijación de peajes, tratados en el seno del denominado Foro de reguladores de Florencia, así como la necesidad de incrementar las interconexiones con

¹⁷ En el Protocolo de colaboración entre las administraciones española y portuguesa de 2001 para la creación de un mercado ibérico de electricidad se explicaban los tres pilares en los que se fundamenta: (1) creación de un operador de mercado único; (2) coordinación de los operadores del sistema; y (3) incremento de las interconexiones fronterizas (desde los 700 MW hasta 1700 MW).

Francia, punto de acceso obligado para poder operar en un mercado europeo, son cuestiones que deben ser resueltas previamente si se quiere que la competencia de energía producida fuera de nuestro sistema eléctrico elimine o atenúe el poder de mercado implícito en la actual estructura del sector.

Conviene destacar un último elemento que puede afectar a la evolución del margen neto; nos referimos a la estructura de los cargos por peajes. En nuestro país estas tarifas de acceso son muy altas en comparación con las de otros sistemas de nuestro entorno (Comisión Europea, 2001, 2003), siendo su principal causa explicativa la incorporación dentro de las mismas de una serie de conceptos que nada tienen que ver con los costes de las actividades de transporte y distribución y cuyo resultado es la introducción de distorsiones en la información sobre los costes de transmisión (Sánchez-Macías y Calero, 2002). Como la construcción de un mercado único de electricidad requiere, según hemos dicho, la aplicación de sistemas relativamente armonizados de pagos por acceso a las redes, cabría esperar una reducción futura en los peajes por los motivos antes mencionados ya que su extensión no tiene parangón en nuestro entorno¹⁸.

5. Conclusiones

La liberalización y apertura a la competencia del mercado eléctrico español no es un proceso nuevo ni reciente pues los primeros intentos legislativos se remontan a diez años atrás. La última de las fases del mismo ha tenido lugar enero de 2003 con la ampliación de la posibilidad de elegir suministrador a los consumidores domésticos.

El camino transitado no ha estado exento de problemas. Desde el primer (y

¹⁸ Algunos cargos tienen naturaleza temporal, como son los pagos por la moratoria, los CTCs o las ayudas a la minería del carbón. Otros, como las ayudas a la generación en régimen especial, pueden reducirse en el futuro cuando el avance tecnológico mejore el potencial competitivo de algunas tecnologías renovables. Finalmente, aquellos recargos con vocación de permanencia, como el de sistemas extrapeninsulares, pueden ser financiados utilizando herramientas menos distorsionadoras sin necesidad de hacerlo por medio de un recargo en los peajes.

tímido) proyecto hasta llegar al momento actual se ha producido una continua revisión de las fechas y etapas del calendario liberalizador que ha añadido dosis adicionales de incertidumbre al proceso. Incluso el actual marco tarifario, que pretende dotar de estabilidad a un sector que requiere importantes inversiones en inmovilizado, no satisface plenamente ni a empresas ni a consumidores (lo que, por otra parte, puede ser síntoma de su acierto). De otro lado, aunque hasta el momento nuestro sistema se halla muy por encima de las exigencias comunitarias en cuanto al grado de apertura de los mercados eléctricos, la insatisfacción que los resultados de este proceso ha generado en el contexto europeo, obligan a no descartar reformas futuras impulsadas desde Bruselas.

La culminación del mercado no ha supuesto, hasta el momento, cambios perceptibles en las opciones del consumidor doméstico en baja tensión. Hemos constatado cómo la suma del precio de la energía en el *pool* más los peajes dejan escaso margen para retribuir la actividad del comercializador y proporcionar ahorro significativo al consumidor, con relación a la tarifa integral. Ello se debe a varios factores. El primero de ellos es el precio de la energía en el mercado, que dista bastante del coste medio de generación en el sistema, estimado en torno a los 3,601 céntimos/kWh (CNSE, 1996 y Real Decreto 1432/2002 de 27 de diciembre). Los peajes en nuestro país son también especialmente elevados debido a la inclusión en los mismos de cargos no relacionados con los costes de las actividades de transporte y distribución. Por último, los paulatinos descensos en la tarifa integral desde 1998 hasta 2002 (13 por 100 nominal que equivale a un 29 por 100 en términos reales) han erosionado los márgenes netos en perjuicio del suministro liberalizado.

Con todos estos datos, no parece probable que tras la culminación legal del proceso de apertura se vayan a producir a corto plazo modificaciones significativas en el ámbito del consumo doméstico. No cabe esperar un cambio radical en el comportamiento de los agentes, en especial de los comercializadores, más bien todo lo contrario. El único movimiento observado en el sector proviene de las ofertas *multi-utilities* en las que se ofrecen descuentos a los consumidores que contratan simultáneamente varios servicios liberalizados como pueden ser electricidad, gas y/o telecomunicaciones. A plazo medio y largo la situación

podría ser diferente si cambian algunos de los elementos que implican restricciones para el desarrollo de la comercialización. La nueva metodología para el establecimiento de la tarifa integral contempla incrementos hasta el horizonte temporal del 2010 que junto a la mejora de la competitividad en el mercado de contratación física de electricidad ayudarían a que sus resultados se aproximaran a largo plazo al coste medio del sistema (Sánchez-Macías y Calero, 2003). Por último, si los procesos de armonización en materia de tarificación por el uso de redes eléctricas condujesen en nuestro país a una reducción de su nivel acercándolas a las vigentes en otros sistemas de nuestro entorno, el desarrollo del mercado también se vería impulsado.

Referencias

- CALERO PÉREZ, P. (2000): «La aparición de los costes de transición a la competencia en la reestructuración de los sistemas eléctricos: el caso español», *Boletín de Información Comercial Española*, núm. 2662, pp. 21–34.
- CNE (2002): *Elegibilidad 2003: Propuestas normativas relativas a la gestión y administración de contratos y equipos de medida*, Madrid.
- CNE (2003): *Indicadores de coyuntura eléctrica*, Madrid.
- CNSE (1996): *Memoria Económica del Proyecto de Ley del Sector Eléctrico*, Madrid.
- CNSE (1997): *Documentos sobre el Proyecto de Ley del Sector Eléctrico*, Madrid.
- COMISIÓN EUROPEA (2001): «First benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market», *Commission Staff Working Paper*, SEC(2001)1957, Bruselas.
- COMISIÓN EUROPEA (2003): «Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market. Updated», *Commission Staff Working Paper*, SEC (2003) 448, Bruselas.
- GÓMEZ, D. y MARAVALL, A. (2001): «Seasonal adjustment and signal extraction in economic time series», en D. PEÑA, G. C. TIAO y R.S. TSAY, eds., *A course in time series analysis*. John Wiley and Sons, New York, pp. 202–246.
- IEA/OCDE. (1999): *Electricity Market Reform*, París, OCDE.
- LÓPEZ MILLAS, J. (2000): «La regulación de los ingresos de las compañías eléctricas españolas en el camino hacia la liberalización», *Hacienda Pública Española*, núm. 154, pp. 105–126.
- PÉREZ-ARRIAGA, J. I. (1998): «Visión global del cambio de regulación», *Documento de Trabajo 98–3*, Madrid, CNSE.
- PÉREZ-ARRIAGA, J. I. y MESEGUER VELASCO, C. (1996): «Mercados competitivos de generación: formación de precios y garantía de suministro», *Hacienda Pública Española*, núm. 139, pp. 107–121.
- SÁNCHEZ-MACÍAS, J. I. (2003): «Liberalización de los sistemas eléctricos y mercado interior: eficiencia y ¿algo más?», *Revista de Estudios Europeos*, núm. 34, 35–61.
- SÁNCHEZ-MACÍAS, J. I. y CALERO PÉREZ, P. (2002): «Análisis de la regulación de los peajes de transporte en el sistema eléctrico», *Ekonomiaz: Revista Vasca de Economía*, núm. 50, pp. 208–229.
- SÁNCHEZ-MACÍAS, J. I. y CALERO PÉREZ, P. (2003): «Regulación de las tarifas de

acceso a las redes y liberalización del sector eléctrico español», *Hacienda Pública Española / Revista de Economía Pública*, núm. 166, pp. 61–83.

STOFT, S. (2002): *Power system economics: designing markets for electricity*, IEEE Press. Wiley-Interscience, New York.

UNESA (2003a): «Producción y demanda de electricidad», *Coyuntura eléctrica*, enero-febrero, Madrid.

UNESA (2003b): «Mercado eléctrico de generación», *Electricidad*, núm. 13, pp. 29–30.

Abstract

On January 1st, 2003 the liberalization in the Spanish power sector reached its end, at least theoretically. In this paper, we study some of the difficulties and obstacles that prevent the attainment of a strong liberalized market. In the mid and long terms, the changes in tariffs-methodology, the impulse to the single market of electricity after the Barcelona Summit and, more recently, the European Union's Energy Council proposal of November 25, 2002 —which sets July 2007 as deadline for the total opening of the European markets— will likely produce profound changes in the present Spanish scenario.

Keywords: Regulation, liberalization, electric power, choice of electric provider.

JEL Classification: L51, L94, L98.